

Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia.

Roberto Liñán G.

J. Ramírez N.

Alberth Pascacio

Armando Nava G.

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Reforma 113, Col. Palmira, Temixco, Morelos, México.

Tel y Fax: (7) 318-24-30, Email: rliñan@iie.org.mx

RESUMEN

Se presentan las experiencias que desde 1996 el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha tenido en el desarrollo e instalación de Sistemas de Monitoreo en Línea para Transformadores de Potencia (SMLTP's). Estos sistemas de monitoreo en línea permiten conocer en tiempo real las condiciones de operación y el estado del sistema aislante de los transformadores de potencia, con el objetivo principal de detectar degradaciones incipientes que permitan tomar decisiones oportunas para reducir la probabilidad de fallas catastróficas en estos equipos. Se presentan la arquitectura de dichos desarrollos así como los resultados más relevantes obtenidos durante la operación de los SMLTP's.

INTRODUCCIÓN

En servicio, los transformadores de potencia están sujetos a condiciones tales como temperatura excesiva, presencia

de oxígeno y humedad que combinadas con los esfuerzos eléctricos aceleran los procesos de degradación del sistema de aislamiento. Otras causas que provocan la aceleración del proceso son los esfuerzos mecánicos y los productos de descomposición del aceite.

El proceso de degradación evoluciona gradualmente hasta presentarse la falla, que en ocasiones puede ser catastrófica. La detección oportuna de una degradación permite programar el transformador a una reparación menor y evitar daños mayores. La detección de ciertas fallas puede ser efectuada mediante el monitoreo en línea de ciertos parámetros clave que sirven para diagnosticar la condición del aislamiento.

En México, la estadística de fallas de transformadores de potencia de CFE [1], indica que el 49% de las fallas se refieren a problemas de aislamiento en devanados; 26 % a boquillas; 10 % al cambiador de derivaciones; 3 % a explosiones con incendio, 2 % al núcleo y 10 % a otras causas, ver Fig.1.

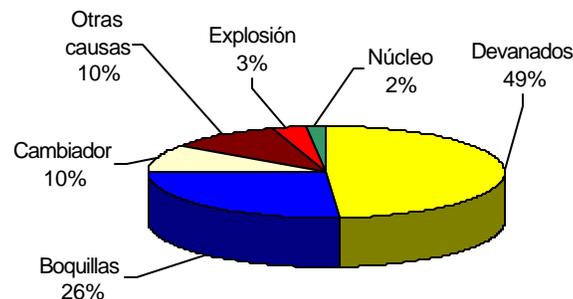


Fig. 1 Estadística de fallas en transformadores de potencia 1983-1998 en la red de CFE [1].

Artículo recomendado y aprobado por el Comité Nacional de CIGRE-México para presentarse en el segundo congreso Bienal, del 13 al 15 de junio del 2001, en Irapuato, Gto.

Observando que las fallas más frecuentes en transformadores de potencia se originan debido a problemas en devanados y boquillas, por lo que el monitoreo en línea debe enfocarse a los parámetros que involucren la detección oportuna de dichas fallas. A este respecto, y con el propósito de detectar degradaciones incipientes en transformadores con más de 25 años de servicio instalados en la red de transmisión de la CFE, el IIE desarrolló e instaló cinco Sistemas de Monitoreo en Línea para Transformadores de Potencia (SMLTP's) en tres subestaciones de transmisión de la CFE. Posteriormente, el IIE desarrolló un dispositivo para monitorear el desbalance en la corriente capacitiva en magnitud y fase, asociado al incremento de capacitancia o al incremento de las pérdidas en una boquilla de un juego de tres. Este sistema será integrado a los Sistemas de Monitoreo en Línea ya existentes.

MONITOREO EN LÍNEA

Todo sistema de monitoreo en línea consiste principalmente de sensores, sistemas de adquisición de datos, herramientas para el manejo de información y métodos para la evaluación de la condición operativa de los equipos monitoreados, por lo que los parámetros más importantes a monitorear en un transformador de potencia son: la carga, las condiciones de operación y la generación de gases disueltos en el aceite aislante.

El monitoreo de la carga y de las condiciones de operación se realiza con la medición de las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación y las temperaturas. Para la medición de las tensiones se pueden usar los dispositivos de potencial y para la medición de la corriente de carga se utilizan los transformadores de corriente instalados en las boquillas o mediante dispositivos ubicados en otros puntos de la subestación.

El estado que guardan los pasos de enfriamiento, es medido con dispositivos que indican el estado (encendido o apagado), permitiendo correlacionar la actividad de los pasos de enfriamiento con la carga en función del tiempo. La medición de corrientes de bombas, permite detectar problemas mecánicos y eléctricos. Cualquier incremento de la corriente demandada por ellos es una indicación de la existencia de problemas.

Para evaluar la condición del sistema aislante debido a esfuerzos térmicos, es importante monitorear la temperatura en diferentes puntos del transformador. Temperaturas elevadas en el transformador son provocadas por sobrecargas o por calentamiento local

(puntos calientes). Aún bajo condiciones de carga normales o bajas, el transformador puede presentar sobrecalentamiento, debido a deficiencias en el sistema de enfriamiento.

El parámetro más importante que debe monitorear cualquier sistema de monitoreo en línea para transformadores de potencia, es la medición de los gases disueltos en el aceite aislante. Esto se basa en el hecho de que las fuentes de degradación incipiente, tales como, descargas parciales, sobrecalentamiento y arcos generan gases, que se disuelven en el aceite. La generación excesiva provoca la formación de burbujas que pueden ocasionar fallas, si éstas se introducen en zonas del sistema aislante sometidas a grandes campos eléctricos. Los gases más importantes para la identificación de fallas en transformadores de potencia son: hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etano y etileno. La concentración de estos depende del tipo de degradación en el transformador.

Frecuentemente se presentan fallas dieléctricas en el aislamiento de los devanados o en el aislamiento principal, debido a concentraciones de esfuerzos eléctricos en puntos que han sido afectados por degradación. Uno de los métodos para detectar este tipo de fallas, es la medición en línea de descargas parciales. Para la medición de descargas parciales se emplea la técnica ultrasónica, que se basa en que las descargas parciales producen ondas de presión que se propagan, a través del medio aislante, desde el sitio de la descarga hasta la pared del tanque del transformador, donde son detectadas por sensores ultrasónicos [2]. Respecto a las boquillas, mediante el monitoreo de la sumatoria vectorial de las corrientes capacitivas podemos verificar cambios en capacitancia y pérdidas provocados por cortos circuitos o descargas parciales en la graduación de campo eléctrico del arreglo capacitivo.

SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA (SMLTP).

Los SMLTP's desarrollados por el IIE monitorean en tiempo real los parámetros de 15 autotransformadores monofásicos de 400 kV, tales como: tensión de fase, corriente de fase, temperaturas del aceite, gases disueltos en el aceite, emisiones ultrasónicas para la detección de descargas parciales, ruido ambiente, temperatura ambiente, corriente de bombas y operación de pasos de enfriamiento.

Los SMLTP's consisten de tres módulos principales: sensores, adquisición de datos (SAD) y computadora

maestra. La arquitectura general de los SMLTP's se muestra en la Fig. 2.

En la Fig. 3 se muestran los sensores empleados para el monitoreo de cada parámetro, su localización en el transformador de potencia, así como los diferentes módulos de los SMLTP's.

Los SMLTP's utilizan dos computadoras, la computadora local que se encuentra en el sistema de adquisición de datos instalado en las proximidades del banco monitoreado y la computadora maestra, localizada en la caseta de operación o en la oficina del responsable del banco.

En la computadora local se almacenan los valores de los parámetros monitoreados por los sensores cada minuto. También, proporciona la información necesaria para configurar el SMLTP, ver Fig. 4.

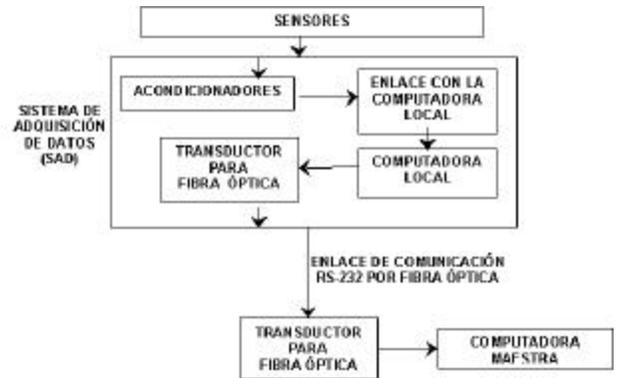


Fig. 2. Arquitectura general de los SMLTP's.

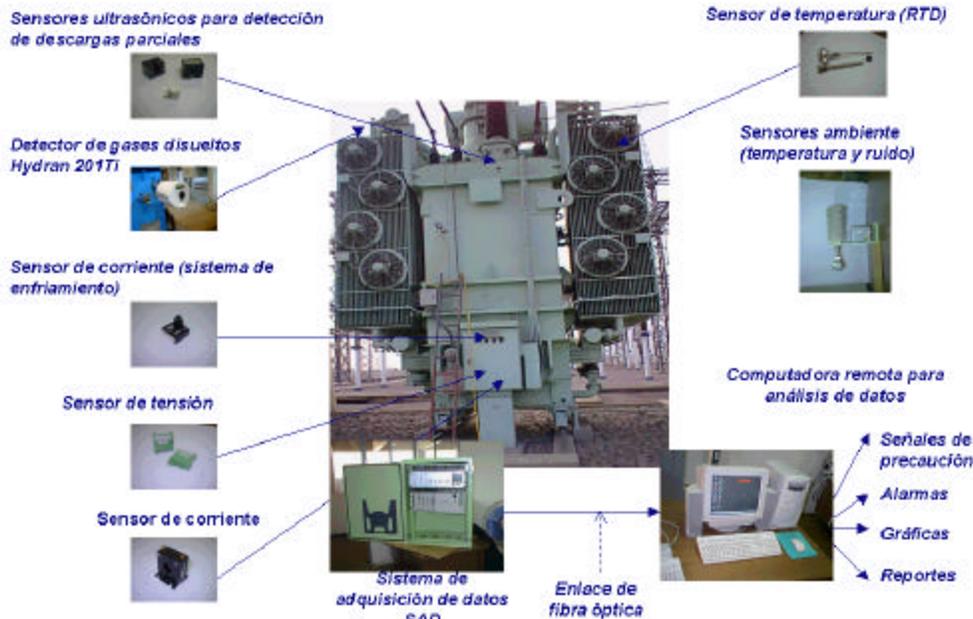


Fig. 3. Módulos que integran el SMLTP para el monitoreo continuo de transformadores

Todas las señales adquiridas por el SAD, se despliegan en la computadora maestra. Esta contiene el software y el hardware necesario para comunicarse con el SAD, desplegar la información monitoreada, establecer niveles de alarma, indicar el estado de las alarmas y graficar los datos almacenados, ver Fig. 5.

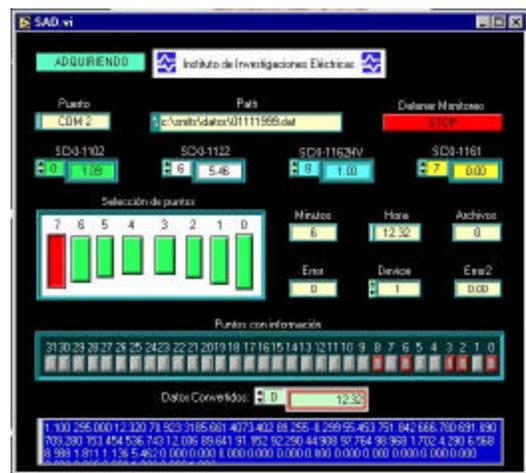
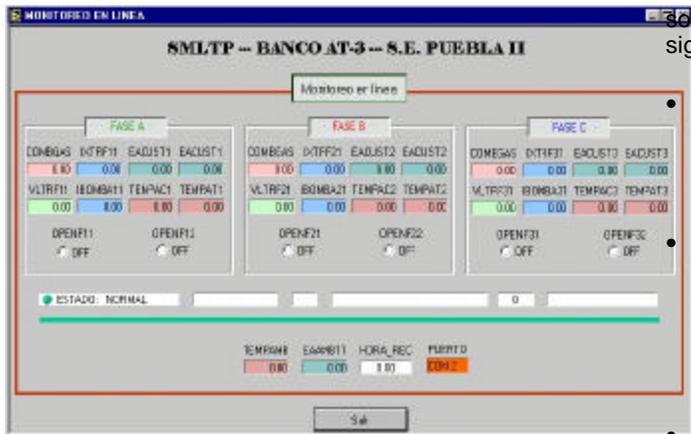


Fig. 4. Pantalla de configuración del SMLTP, desplegada en la computadora local.



sobrepasan, las alarmas que el sistema genera son las siguientes:

- **“Tap “ capacitivo flotado.** Esta alarma requiere de la atención inmediata del personal de mantenimiento dado que la boquilla en estas condiciones se degradará en forma irreversible originando una falla catastrófica.
- **Nivel alto de desbalance de corrientes capacitivas.** Esta alarma indica el deterioro del aislamiento interno o un posible corto circuito entre vueltas del capacitor de la boquilla. La falla es crítica si el nivel de la corriente capacitiva sobrepasa los valores establecidos con base en la experiencia.
- **Nivel de “ruido eléctrico” elevado.** Esta alarma está asociada a descargas parciales internas de la boquilla. Los umbrales de alarma se establecen de acuerdo a la experiencia.
- **Falla del módulo de medición o del enlace de comunicación con la computadora.** Esta alarma indica un desperfecto en el sistema de medición que debe ser atendido.

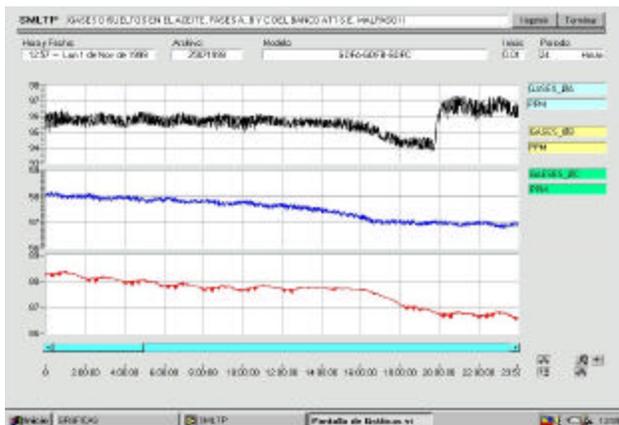


Fig. 5. Pantallas de presentación de datos y gráficas de la computadora maestra.

DISPOSITIVO PARA EL MONITOREO DE CORRIENTES CAPACITIVAS EN BOQUILLAS

El IIE desarrolló un sistema para ser integrado a los SMLTP's capaz de medir el desbalance en la corriente capacitiva en magnitud y fase, asociado al incremento de capacitancia o al incremento de las pérdidas en alguna boquilla. El sistema está calibrado para detectar variaciones del 10% en capacitancia debido a que la relación señal a ruido de la suma vectorial de las corrientes capacitivas limita la sensibilidad del sistema. Otra función del sistema, es la medición logarítmica de “ruido eléctrico” por fase en 2.5 MHz con un ancho de banda de 500 KHz. Cuando los límites predeterminados de corriente capacitiva y “ruido” se

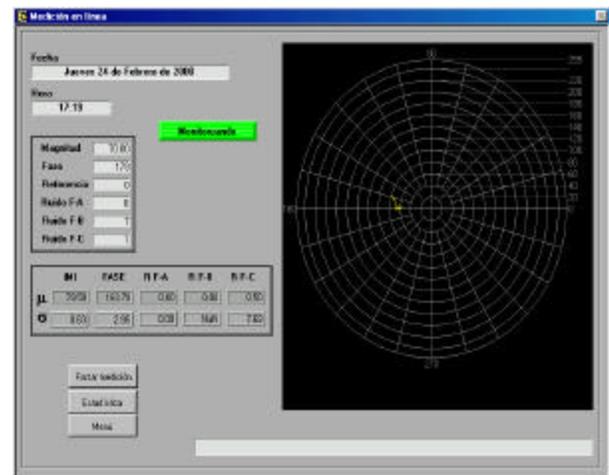


Fig. 6. Pantalla que presenta el programa para el monitoreo en línea de boquillas.

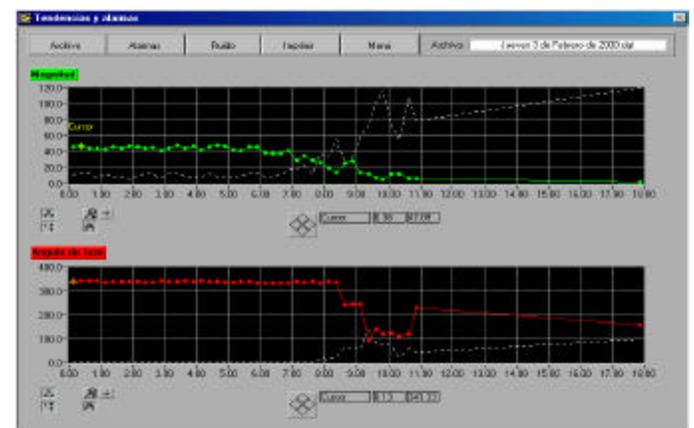


Fig. 7. Análisis de tendencias de las corrientes capacitivas.

El sistema cuenta con un programa de cómputo que permite realizar el monitoreo en línea de las boquillas y guarda en una base de datos la información del comportamiento de las corrientes capacitivas y del ruido (Fig. 6). También realiza un análisis estadístico de tendencias que permite predecir el deterioro gradual de alguna de las boquillas (Fig. 7).

El sistema de medición de corrientes capacitivas está constituido por los siguientes elementos que se ilustran en la Fig. 8:

- Un juego de tres sensores de corriente a través de los cuales se aterrizan los “Taps” capacitivos, asegurando una conexión confiable y segura del sistema.
- Un módulo de medición (Ver Fotografía 1) realiza la suma vectorial de las corrientes, reduce los armónicos a través de filtros, realiza la conversión analógico digital y controla la comunicación con la computadora. Este módulo realiza la conversión analógico-digital de la información y genera las alarmas cuando los niveles de corriente capacitiva o de ruido sobrepasan los niveles preestablecidos.
- Un enlace de comunicación por fibra óptica, el cual incrementa la confiabilidad en la transmisión de la información.
- Computadora para el control, adquisición y procesamiento de la información.

El sistema de medición de corrientes capacitivas está instalado en 3 boquillas de la subestación “El Álamo” (Ver Fotografía 2) de la CFE con el objetivo de evaluar el sistema en el ambiente de una subestación y observar el comportamiento de las alarmas al degradar artificialmente las boquillas hasta provocar falla.

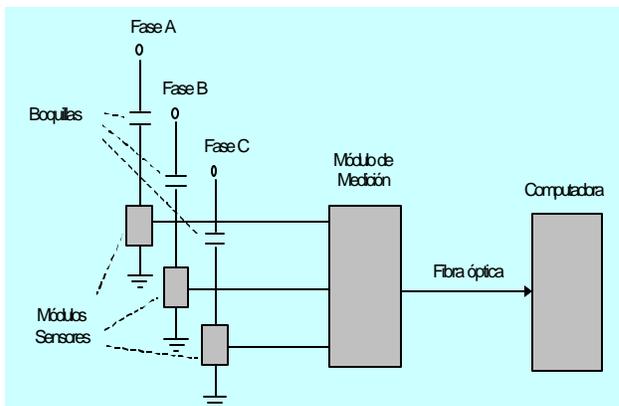


Fig. 8. Diagrama esquemático del sistema de medición de Corrientes Capacitivas.



Fotografía 1. Módulo de medición de corrientes capacitivas instalado en la S. E. “El Álamo” de CFE.



Fotografía 2. Instalación de sensores de corrientes capacitivas en 3 boquillas de la S. E. “El Álamo” de CFE.

RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS SMLTP´s

Se presentan algunos de los resultados obtenidos con los SMLTP's instalados en tres subestaciones de transmisión de la CFE.

Banco AT-1, S.E. Puebla Dos

Durante la instalación de un SMLTP en el banco AT-1 de autotransformadores de 400/115/13.8 kV, en la S.E. Puebla Dos, el sensor de gases disueltos de la fase C, detectó concentraciones altas de hidrógeno (mayores a 2000 ppm) y los sensores ultrasónicos detectaron emisiones. Se realizaron cromatografías para verificación. El diagnóstico fue la existencia de arqueos y sobrecalentamiento local. El transformador se retiró de operación y se realizó inspección interna.

Se detectó desgaste excesivo en chumaceras de bombas de aceite. Partículas metálicas provenientes de las chumaceras y suspendidas en el aceite generaban gases y emisiones ultrasónicas detectadas por los sensores. Se dio mantenimiento mayor

incluyendo lavado y cambio de aceite aislante. El autotransformador fue puesto en operación y se mantuvo en estrecha vigilancia. Se observó una reducción a 23 ppm de hidrógeno. Las emisiones ultrasónicas se eliminaron.

De acuerdo con el comportamiento de las temperaturas monitoreadas en la Fase C, después del mantenimiento, se observó un gradiente de 10 °C, mientras que para las Fases A y B fue de 1 °C, ver Figura 9. Estas diferencias de temperatura se deben a que el aceite de la Fase C se cambió y el de las Fases A y B es el mismo desde la puesta en servicio, indicando que se encuentra contaminado y degradado, ocasionando bloqueo de ductos debido a lodos. Basado en este tipo de mediciones es posible decidir cambios del aceite aislante en transformadores de potencia.

Banco AT-1, S.E. Malpaso Dos

En la Fig. 10 se presenta el monitoreo del 11 al 21 de mayo de 1999 de la corriente de bombas de circulación del aceite en el banco AT-1 de autotransformadores monofásicos de 400/230/13.8 kV, instalado en la S.E. Malpaso Dos. Cada autotransformador cuenta con dos grupos de bombeo, la corriente nominal de cada grupo es 2.5 A. Para las fases A y B se observa que cuando se encuentran operando los dos grupos de bombas, la corriente demandada es de 5 A. Sin embargo, la fase C no registra el mismo comportamiento, ya que al estar operando ambos grupos, la corriente demandada es de 7 A y cuando sale un grupo de bombas de operación se registra una corriente aproximada de 4.5 A.

Analizando el historial del monitoreo, de enero a mayo de 1999, de la fase C, se concluyó que uno de los grupos de bombas consumía una corriente de aproximadamente 4.5 A. Se efectuó una inspección visual y se observó que la chumacera de una bomba no correspondía al modelo original, por lo que provocaba un consumo excesivo de corriente.

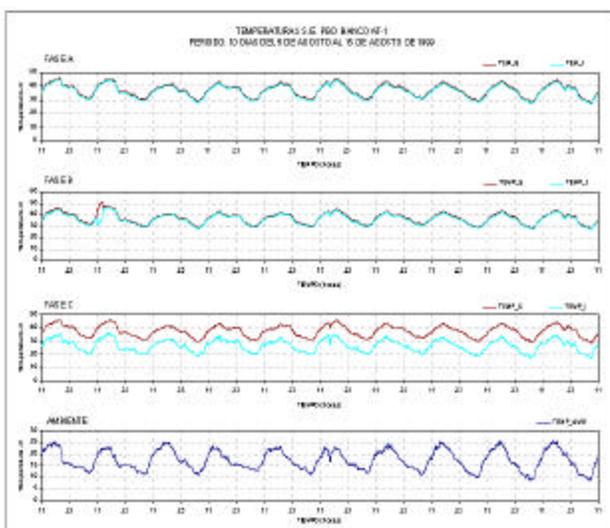


Fig. 9. Comportamiento de las temperaturas de un banco de autotransformadores de 40/60/75MVA.

La unidad instalada en la fase C fue sometida a mantenimiento mayor.

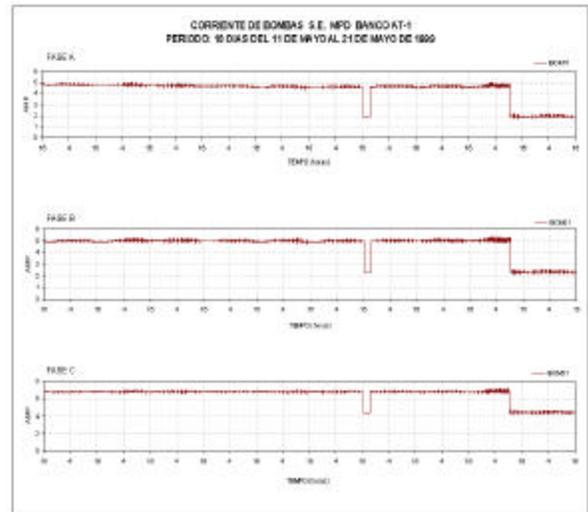


Fig. 10. Corriente de bombas registrada en un periodo de 10 días en un banco de autotransformadores de 40/60/75MVA, la fase C presenta problemas en un grupo de bombas de circulación de aceite.

HISTORIAL DE DATOS DEL SMLTP

La Fig. 11 muestra un resumen histórico del comportamiento de la concentración de gases disueltos en el aceite de las fases A, B y C durante el monitoreo continuo del banco T-1 de la S. E. Puebla II realizado en el periodo de Enero de 1999 a Mayo del 2000. Este resumen muestra la tendencia de los gases en forma clara que sirve de base para un diagnóstico en línea que permita detectar oportunamente algún tipo de degradación incipiente.

Como se puede apreciar en la Fig. 11 la cantidad de datos almacenados se reduce significativamente pero la información muestra claramente el comportamiento de los gases durante un periodo extenso de 17 meses y que es de gran ayuda como referencia para el diagnóstico actual y futuro. Además se aprecia con claridad la disminución en la concentración de gases en la fase C después de un mantenimiento mayor donde se corrigió el problema de partículas en suspensión debido al desgaste de chumaceras de las bombas, reduciéndose a un nivel normal de 23 ppm.

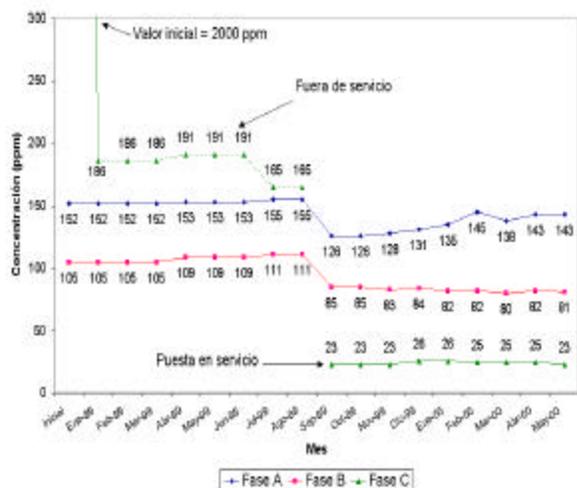


Fig. 11. Resumen de la concentración de gases para el banco T-1 de la S. E. Puebla II.

CONCLUSIONES

El desarrollo e instalación de los 5 sistemas de monitoreo en línea en 15 autotransformadores de potencia de la CFE, permitieron detectar fallas en proceso durante la instalación de los mismos y dar un seguimiento estrecho del comportamiento de cada una de las variables monitoreadas en función del tiempo y de esta manera conocer la condición del sistema aislante aceite/papel.

En forma general, se puede concluir que los transformadores de potencia son parte vital de los sistemas de transmisión de energía y que debido a restricciones económicas para realizar mantenimientos periódicos en función a las recomendaciones de los fabricantes, existe una fuerte tendencia a realizar mantenimiento basado en la condición real, mediante la detección oportuna de degradaciones incipientes. Para cumplir con este requerimiento, los sistemas de monitoreo en línea para transformadores de potencia proporcionan las herramientas requeridas para incrementar la confiabilidad de los transformadores por medio del monitoreo continuo de los parámetros más importantes.

Los beneficios de los sistemas de monitoreo en línea son los siguientes:

- Proporcionan información sobre la condición operativa de los transformadores creando un historial de datos.
- Permiten en algunos casos, sobrecargar los transformadores sin reducir su vida útil.
- Cambian de mantenimientos periódicos a mantenimientos basados en la condición real del equipo.
- Auxilia en la toma de decisiones reduciendo el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados con ellas.
- Verifican los cambios en las condiciones operativas y del estado del sistema aislante

después de un mantenimiento y de esta manera justificar la realización de mantenimientos a las demás unidades del banco.

El dispositivo para monitoreo de corrientes capacitivas promete ser una herramienta muy útil para diagnosticar en línea el estado de las boquillas y asegurar la confiabilidad de operación de los transformadores evitando con ello fallas catastróficas.

Uno de los problemas en el desarrollo de sistemas de monitoreo es la administración de los datos, el continuo monitoreo de parámetros en los transformadores genera demasiada información. Es necesario depurar y compactar la información generada para evitar el crecimiento indiscriminado de la base de datos cuidando que la información compactada tenga todos los elementos necesarios que nos permitan utilizarla como referencia real del comportamiento del equipo monitoreado para la obtención de diagnósticos confiables.

REFERENCIAS

1. Estadística de fallas de transformadores de potencia 1983-1998, CFE, Marzo 1999.
2. Roberto Liñán, Alberth Pascacio y Arturo Núñez, "Extensión de la vida útil de transformadores de potencia mediante el monitoreo en línea", Reunión de Verano de Potencia (RVP-99) de la IEEE Sección México, Acapulco, Guerrero, 11 al 16 de Julio de 1998.